

EVIDENCIA EMPÍRICA EN ALTA FRECUENCIA DE LA PRIMA DE RIESGO FORWARD PARA LOS MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Gloria Stella Salazar Marín, gesalazar@xm.com.co, Medellín Colombia¹

Javier Pantoja, jpantoja@eafit.edu.co, Medellín, Colombia²

Abstract

Supported on empirical analysis and using a high-frequency data set of hourly spot and forward prices from wholesale power market in Colombia, this paper finds that there are significant risk premia in electricity forward prices, showing how their properties and behavior are also explained by the differences among market segments and regulation. These premia vary depending on the market segment, showing that median risk premium is positive for most of the hours for two segments and negative for another. On the other hand, it presents evidence about the structural changes in the wholesale market, due to that this market is in a consolidation process and so, it is highly sensitive to the regulation changes, which generated special conditions that impacted the market's behavior and the agent's risk tolerance.

RESUMEN.

Apoyado en el análisis empírico y la utilización de alta frecuencia del conjunto de datos horario, de la bolsa de energía y los precios del mercado mayorista de energía en Colombia, este trabajo considera la existencia de las primas de riesgo en los precios futuros de electricidad, mostrando cómo sus propiedades y el comportamiento también se explica por la diferencias entre los segmentos de mercado y la regulación. Estas primas varían en función del segmento de mercado, no regulado, intermediación y regulado, lo que demuestra que la prima de riesgo media es positiva para la mayoría de las horas en los dos segmentos y negativo para el otro respectivamente. Por otra parte, se presenta evidencia acerca de los cambios estructurales en el mercado mayorista, debido a que este mercado está en un proceso de consolidación y por lo tanto, es muy sensible a los cambios de reglamentación, lo que generó las condiciones especiales que impactaron el mercado y el comportamiento de los agentes participantes y su tolerancia al riesgo.

Palabras Clave:

Prima de riesgos, mercado regulado, mercado no regulado, mercado de intermediación, mercado de electricidad colombiano. Bolsa de Energía, contratos bilaterales y curva forward. Mercado de Energía Mayorista.

¹ Candidata a la Msc. Ingeniería Financiera de la Universidad de Eafit.

² Candidato al PhD en Finanzas de HEC Universidad de Montreal QC.

I. INTRODUCCIÓN

La electricidad es un bien homogéneo, ningún consumidor puede diferenciar una unidad de energía con respecto a otra, no se puede almacenar, tecnológicamente no existen maquinas que guarden energía en grandes volúmenes y por largos periodos de tiempo [1], lo que se consume es lo que se produce. Adicionalmente no existen sustitutos en el corto plazo, generando inelasticidad, es el caso de los televisores, los computadores y otros electrodomésticos que usan este tipo de energía para su funcionamiento. Estas características tan particulares de la electricidad, hace que se considere que no existen costos de almacenaje y a su vez no permiten arbitraje, de esta manera se configuran económicamente como un mercados en equilibrio³. Bajo estas premisas se desarrollan todos los mercados de electricidad en el mundo, los cuales han sido clasificados como los más volátiles en precios en el mercado de corto plazo, justificado por las incertidumbres o riesgos existente para garantizar la producción de energía, la cual puede ser hidráulica, térmica, eólica, biomasas o nuclear, los dos últimas no son usadas en Colombia, la volatilidad se da porque el precio depende de recursos no controlables totalmente por el hombre, es el caso hidráulico que su insumo es el agua de los ríos o de lluvias, en el caso térmico y particularmente del gas dependerá de los pozos existentes y de los hallazgos futuros y el eólico dependerá de los vientos.

Colombia tiene una industria eléctrica tecnológicamente desarrollada tanto en temas físicos como económicos, este último aspecto debido a que desde 1995 optó por un esquema de mercado para la energía eléctrica [2], donde el estado no es empresario, es un regulador y vigilante [3], se desarrollo la competencia en las actividades de comercialización y generación [4], y creo una bolsa de energía, bajo una estructura de nodo único para todo el país, éste asociado a un precio de bolsa para cada hora del día. Paralelamente al desarrollo de la Bolsa se permiten instrumentos de cobertura en un esquema de contratación de largo plazo.

Por otro lado, la literatura económica ha abordado este problemática en los mercados de electricidad y otros commodities en varios estudios, identificando la existencia de un sesgo entre el precio de corto plazo y el de largo plazo en el momento de vencimiento, en su liquidación o entrega, el cual Fama y French, 1987, evidenciaron empíricamente en varios commodities entre ellos la electricidad, este sesgo [5], denominado como una prima de riesgo forward, la cual es la diferencia entre el precio forward determinado en el momento t y el precio de bolsa determinado en $t+1$, es la que está dispuesto a pagar una de las partes con el fin de tener cubrimiento ante las variaciones del precios en la bolsa. Por su parte Bessembinder y Lemmon (2002), identificaron varias señales económicas de riesgo que desempeña un papel central en la determinación del equilibrio de los precios corto y largo plazo [6].

Bajo las características físicas y reglas de mercado para los agentes, comercializadores, generadores, grandes usuarios, cada uno en su rol como comprador o vendedor, es relevante

³ Routledge, Seppi, y Spatt (2001)

definir quién paga por tener coberturas en el largo plazo y protegerse de la volatilidad del precio de la bolsa.

Este mezcla entre realidades físicas, económicas y mercados en funcionamiento, generando información de frecuencia horariamente, entregan los cimientos económicos y financieros para realizar un análisis empírico de alta frecuencia, de la prima de riesgos forward en el mercado Colombiano, segmentándole en tres tipos, mercado regulado, mercado no regulado y mercado de intermediación.

El análisis empírico se desarrollo el análisis de los anuncios y cambios regulatorios asociados a los precios de la electricidad que podrían generar cambios estructurales en las series. Como el nuevo esquema de reporte de precios de ofertas diarias a la bolsa por parte de los generadores (2001), el anuncio del sistema electrónico de contratos –SEC- (2003-2004), Anuncio de Mercado regulado organizado-MOR- (2006), y el cambio de la formula tarifaria para usuarios regulados (2007). Los análisis indicaron que los dos primeros anuncios representaron un cambio estructural, caso que no paso con el MOR.

De otro lado, el mercado de energía eléctrica genera bases de datos altos volúmenes de información de variables operativas y financieras que se debe seleccionar con dos criterios filtrar con conocimiento que se tiene del mercado o recomendaciones de expertos y posteriormente realizar pruebas estadísticas y econométricas que garanticen la efectividad de la variable a utilizar, en este estudio se iniciaron con un número de variables moderado, con el cual se encontró, para el periodo de análisis, 2005-2008, que las variables apropiadas para los segmentos de mercado analizados son la varianza condicional de los rendimientos del precio de bolsa, las innovaciones de los cambios de los aportes hídricos, y los cambios de la capacidad en exceso del sistema.

Con respecto al modelo de estimación de los tres mercados, las variables explicativas del modelo son las mismas. La diferencia entre los mercados se presenta en el comportamiento de la media y en la volatilidad. La prima de riesgo forward, en promedio día se estimó, en el mercado regulado tiene un comportamiento contango, y en el mercado no regulado y de intermediación normal backwardation. Para el caso de la volatilidad estimada en el mercado regulado tiene un comportamiento Garch (2,1) y los otros dos mercados, no regulado e intermediación Garch(1,1). Es de resaltar la evidencia presentes en los resultados del modelo estimado de la alta volatilidad que presentó en el año 2006 asociada a una alarma del fenómeno del niño.

En conclusión, los hallazgos se centran en la prima de riesgo forward, la cual se afecta por los anuncios regulatorios. De otro lado, la segmentación de los mercados evidencia las similitudes y las diferencias entre ellos. En términos agregados en el mercado regulado la prima de riesgos forward es asumida por el comercializador en su rol de comprador, igualmente en el mercado

no regulado asume la prima de riesgos forward, en este caso como vendedor y finalmente en el mercado de intermediación la prima de riesgo forward es asumida por el vendedor, este mercado es de excedentes de generadores y comercializadores, no es fácilmente identificable cual es el rol en este mercado del vendedor y el comprador.

II. EL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Mercado Colombiano.

La presencia del fenómeno del Niño en Colombia durante 1991-1992, hizo que se viviera la peor crisis de déficit en el suministro de energía eléctrica en Colombia, esta situación demostró fallas estructurales en la administración de la industria, por tal razón el gobierno nacional después de evaluar la situación, definió la necesidad de una reestructuración, optando por el esquema de un mercado en competencia, creando la Bolsa de Energía, en julio de 1995, el mercado de energía está compuesto por una bolsa de corto plazo conviviendo con el mercado bilateral para contratos de largo plazo. Esta estructura genera dos tipos de precio en el mercado, el precio de corto plazo -precio de bolsa y precio de largo plazo -precio forward-, estos precios deben cumplir dos funciones básicas, en primer lugar deben motivar el uso eficiente del sistema y en segundo lugar, deben proporcionar señales eficientes para los procesos de inversión en el sistema.

Este tipo de esquema de mercado, separa las complejidades físicas de las señales económicas, permitiendo análisis financieros sobre el comportamiento de precios, rendimientos de conveniencia, primas de riesgos y otros temas económicos y financieros en los mercados eléctricos.

Es de resaltar que en Latino América, Colombia es el único país que está bajo una estructura de mercado en competencia, donde los precios de la electricidad están determinados por las fuerzas de la oferta y la demanda. Los esquemas en el resto de países de Latino América están basados en costos marginales de generación por medio de un despacho centralizado que determina el valor del agua, con base a la disponibilidad de recursos y los costos de los combustibles, lo que significa que a pesar de existir precios de largo plazo no existe competencia en el corto plazo que determine un precio con señales de eficiencia.

Los participantes del Mercado

La demanda de electricidad en Colombia es clasificada dependiendo del tipo de consumo y/o destino de la electricidad, si el consumo es residencial o en el caso de consumos comerciales e industriales por debajo de 0.1 MW ó 55 MWh/mes, se le denomina demanda regulada y las negociaciones para atenderlo se realizan en el **Mercado Regulado**, estos usuarios son representados en este mercado por el comercializador de la zona, es él el que participa en el Mercado Regulado como el comprador, el vendedor en este Mercado es el generador. Las reglas para este mercado están definidas en la Resolución CREG 020 de 1996, la cual establece procesos de licitación por subastas públicas, de adjudicación al mejor precio (el más

bajo de las ofertas recibidas), la contratación para la atención de este tipo de mercado es el que más tiempo toma. Los usuarios con consumos superior a 0.1 MW ó 55 MWh/mes, pueden de manera voluntaria participar del **Mercado No Regulado**, en el caso que no lo hagan, serán asumidos como usuarios regulados y será atendidos en el Mercado Regulado. Los participantes del Mercado No Regulado son los grandes consumidores como compradores y el vendedor son los comercializadores, este tipo de contratación está regulada por las normas tradiciones del código de comercio y las normas de la CREG en cuanto a condiciones generales de competencia y clara identificación de cantidades y precios. Adicionalmente se ha desarrollado un mercado natural entre los agentes del mercado mayorista, generadores y comercializadores, el cual se denomina **Mercado de Intermediación**, la demanda en este mercado está definida por excedentes o faltantes de generadores y/o comercializadores, es un esquema utilizado para cubrimiento de obligaciones adquiridas por un agente, que por condiciones técnicas, mantenimientos o conveniencia económica acuden a este mercado para realizar negociaciones entre ellos. Se rige por las normas tradiciones de contratación definidas en el código de comercio y las normas de la CREG en cuanto a condiciones generales de competencia y clara identificación de cantidades y precios.

El producto subyacente.

El sistema eléctrico colombiano físicamente es un sistema de potencia con una alta componente de generación hídrica y con baja capacidad de regulación (filo de agua), es decir, sin capacidad de almacenamiento de agua, ocasionando que la generación futura sea menos predecible, porque los dueños de recursos no tienen el control del insumo principal, el agua. Para su consumo la electricidad debe ser transportada a través de sistemas coordinados de transmisión, que tienen restricciones de capacidad, cuando se presentan congestiones en la red; por otro lado, existe un balance instantáneo entre oferta y demanda, no se puede producir más de lo que se consume, dado que no existe la posibilidad de almacenar la electricidad en alguna de las dos puntas (en la generación o en el consumo). Estas características, ocasionan que el precio de producción fluctúa rápidamente (en el mercado colombiano es a nivel horario, en otros mercados es cada media hora) y a su vez el precio de bolsa, generando volatilidad del mismo, incluso mayor a la presentada en otros bienes energéticos, como son el petróleo y el gas, que han sido considerados tradicionalmente como mercados altamente volátiles [7].

La oferta de precio de generación por planta se realiza de forma diaria para el día siguiente y debe considerar además de los costos variables el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos⁴. La demanda no regulada está representada por los

⁴ Resolución CREG-055 de 1994 Artículo 1.- *Ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación, por unidad de energía generada cada hora en el día siguiente, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:*

1. *Para plantas termoelectricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta.*

comercializadores siendo inelástica y pasiva en el corto plazo, ya que no tiene sustitutos en procesos específicos y es tomadora de precio en la bolsa de energía. En el largo plazo y en el mercado mayorista es activa dado que bajo la modalidad de contratos bilaterales puede realizar subastas o negociaciones directas con los generadores u otros comercializadores para garantizar el suministro de sus clientes.

Formación del precio de bolsa

El precio de bolsa en Colombia tiene dos componentes una fija y una variable, la primera corresponde a la suma de los siguientes conceptos: cargo por confiabilidad, el aporte al fondo de apoyo a zonas no interconectadas –FAZNI- y el impuesto por ley 99, aporte social a las zonas de influencia de la plantas de generación. El primero remunera los costos de instalación y mantenimiento fijo de la planta de generación, está regulado y se le denomina CERE, -costo equivalente real de la energía-, el segundo es un subsidio al desarrollo de las zonas no interconectadas del país y el último corresponde al aporte para el desarrollo social y ambiental de las zonas de influencia donde se encuentran ubicadas las plantas de generación, los generadores son conscientes que sus ofertas de corto y largo plazo deben considerar estos componentes. La segunda componente corresponde al valor de la generación de energía, es decir, la componente variable asociada a producir una unidad de energía eléctrica.

El proceso de programación de la generación es un mecanismo de subasta de sobre cerrado, los generadores envían en el día t hasta las 8:00 a.m, su oferta de precio para el día t+1 y la disponibilidad de cada planta de generación para cada hora del día siguiente t+1, el administrador del mercado con anterioridad ha calculado la proyección de demanda para el día siguiente, la cual publica semanalmente a todos los participantes. Una vez cerrada la hora de las ofertas, el administrador del mercado determina la demanda atendida por autogeneración y plantas menores, además evalúa los requerimientos técnicos mínimos de las plantas de generación despachadas centralmente, para programarlas adecuadamente, estos tres conceptos de generación cubrirán un pequeño porcentaje de la demanda, posteriormente, con la demanda restante se ordena la disponibilidad reporta con ofertas de menor a mayor precio hasta cubrir la demanda esperada. La planta o recurso que cruza la demanda, determina el precio de bolsa de la hora correspondiente, este proceso se realiza para cada hora del día. Este precio se pagará toda la generación despachadas a la hora correspondiente.

2. *Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del sistema interconectado nacional.*

Resolución CREG 024 de 1995... "La oferta de precios en la bolsa se hará de acuerdo con la Resolución CREG-055 de 1994. Sin embargo, para verificar si las cotizaciones de los generadores siguen el criterio definido en la resolución mencionada, la Comisión tomará en cuenta que los precios ofertados serán flexibles e incluirán el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores."

Formación del precio de contratos bilaterales de Largo Plazo.

En el mercado colombiano la electricidad en el largo plazo se negocia bajo la modalidad de contratos bilaterales, este tipo de contratos incorporan una amplia gama de condiciones que buscan ajustarse a las necesidades del comprador y vendedor que estén involucrados en la negociación, generando un alta flexibilidad, característica dada en la Resolución CREG 024 de 1995, actualmente es el único instrumento de cobertura de precio y volumen.

Una consecuencia de la diversidad de tipos de contratos, es que permite desde sencillos contratos forward no estandarizados, hasta complejas formas de identificación de cantidades y precios: En los mercados definidos, los volúmenes de las negociaciones pueden ser fijas o variables, según se trate de contratos pague lo contratado o pague lo demandado también pueden definirse combinaciones que dependen de las variables del mercado, como la generación, la demanda de un usuarios o varios, el despacho de otro contrato, la diferencia entre dos generación o demandas, la diferencia entre el despacho de varios contratos, entre otros, con respecto a la fijación de precios, es igual de creativa que la determinación del volumen, puede ser desde precios fijos, hasta combinaciones de variadas reglas como la dependencia del precio del contrato al precio de la bolsa, el precio de la bolsa más o menos un delta, el precio dependa del precio de otro contrato, de un precio tope, de un precio piso o de la combinación de todas las anteriores. Hasta la fecha existe alrededor de 200 diferentes tipos de contratos registrados.

En Colombia, los contratos bilaterales son instrumentos financieros de cobertura, dado que no existe el compromiso físico directo de producción de energía eléctrica por parte del generador, las reglas del mercado permiten que si un generador no tiene las condiciones físicas o no le conviene económicamente producir energía, otro generador puede producir energía con lo cual lo respalda indirectamente, con lo cual en ocasiones los generadores cumplen de manera financiera con su contraparte y la bolsa de energía, un ejemplo de esta situación es en la estación de invierno, donde muchos de los generadores térmicos no producen energía.

La frecuencia de las negociaciones en contratos bilaterales de electricidad suele ser una vez cada año o cada dos años para el mercado regulado, acorde con las políticas del comercializador. Para el mercado no regulado la frecuencia de las negociaciones en contratos es variada dependiendo si se trata de operaciones de cobertura de los grandes consumidores, o si se trata de contratos de intermediación que obedecen a eventos en la operación de las plantas de generación donde la frecuencia de las negociaciones va desde meses hasta años. En términos generales la duración de los contratos está asociada a la frecuencia de la negociación que oscila entre 1 y 2 años, los contratos con esta duración representan alrededor de 78% de contratos despachados efectivamente.

Algún tipo de contratos es posible que no considere señales adecuadas de precios forward, como por ejemplo los contratos tipos opción o los de duraciones extremadamente largas, aún

en el mercado se despachan contratos de duración de 20 años, firmados antes de iniciar el esquema de bolsa, particularmente estos contratos no consideran distorsionan el precio promedio ponderado del mercado de largo plazo. Por otro lado, la información detallada de los contratos se considera confidencial por la regulación, es posible utilizar mecanismos de cálculo con la información pública, que permite deducir montos y exposición en bolsa de los diferentes participantes, esta situación puede presentar asimetrías por la falta de capacidad de algunos agentes para realizar análisis más especializados con el fin de capturar la información del mercado de largo plazo.

III. LOS DATOS.

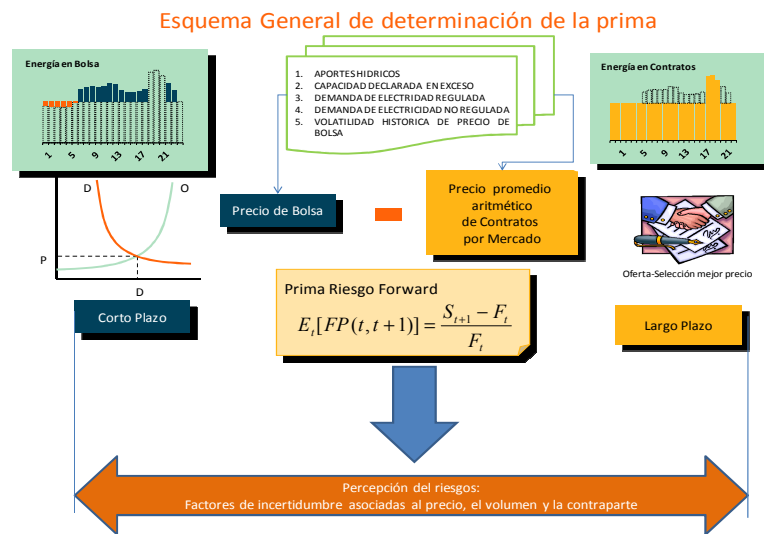


Figura 1.

Evaluando el funcionamiento de mercado, las variables requeridas para definir el impacto sobre la prima de riesgos forward. Esquemáticamente se representa en la Figura 1, en la cual se asocia el Mercado de corto plazo, la bolsa, con el mercado de largo plazo. Estos actores de estos mercados toman decisiones basadas en información del entorno como la demanda de energía, calculada semanalmente como la sumatoria de los reportes de cada comercializador, los aportes hídricos, que se puede representar en unidades de energía transformando metros cúbicos de agua de los ríos con el factor de generación asociada a cada una de las planta de generación que se abastece del río o ríos asociado, también el nivel del embalse que es la cantidad de agua almacenada agregada en los embalses del país, igualmente se puede transforma en energía de la misma manera que los aportes hídricos. Por otro lado, el mismo mercado genera información hora a hora que agrega valor en los análisis del mercado, en el mercado de corto plazo, se determina la generación clasificada en hidráulica y térmica, el precio de bolsa horario.

A su vez el mercado de largo plazo, en el proceso diario de liquidación financiera entrega el precio horario con el cual se pactaron las entregas de energía entre dos partes, el comprador y el vendedor, igualmente separadas por tipo de mercado destino de la energía, es decir,

electricidad del Mercado Regulado o No Regulado y este último se clasifica a su vez como transacciones de usuarios no regulado, dado que hay una relación directa entre consumo y generación o de intermediación donde es un exceso de energía no física por lo tanto se debe calcular teniendo en cuenta la demanda real y la cantidad de energía contratada en el largo plazo, ecuación 1:

$$EnergiIntermed_{i,t} = \sum_{Agente}^n \sum_{contrato} ContratoDesp_{i,j,k,a} - \sum Dreal_{i,t} \quad (1)$$

Se considera importante tener una medida que representa la relación entre la oferta y la demanda física, por esta razón se evalúa la demanda comercial del sistema interconectado, siendo esta la suma de: la demanda regulada, demanda no regulada, pérdidas técnicas, pérdidas negras, representada en la ecuación 2, la disponibilidad comercial de las plantas de generación, es la sumatoria de la disponibilidad declarada por la planta j en la hora i del día t, ya tiene los descuentos por mantenimientos o salidas de unidades de generación por problemas técnicos, , ecuación 3.

$$DdaCom_{i,t} = Dnr_{i,t} + Dr_{i,t} + PT_{i,t} + PN_{i,t} \quad (2)$$

$$DispCom_{i,t} = \sum_{planta\ j\ unidad\ k}^{planta\ n\ unidad\ n} (Capacidad\ generación_{k,j,i,t} - indisponibilidad_{k,j,i,t}) \quad (3)$$

Basados en las ecuaciones anteriores se diseño medida requerida que se denominará en adelante capacidad en exceso la cual es la diferencia de las dos variables determinadas en la ecuación 3 y 4, generando la ecuación 4.

$$Excap_{i,t} = DispCom_{i,t} - DdaCom_{i,t} \quad (4)$$

Esta nueva variable tiene adicionalmente embebida información relevante para evaluar riesgos de volumen y de precio en el mercado, dado que absorbe mantenimientos e indisponibilidades en las plantas de generación del sistema o la entrada de nuevas plantas al mercado, de la misma manera, en la punta la demanda considera el crecimiento de la demanda de electricidad.

Transformación de las variables.

Para cada uno de las variables definidas se han recopilado las series horarios o diarios de acuerdo como se reportan o se disponen por el administrador al Mercado. Con el fin de eliminar tendencias, ciclos y estacionalidad que se aprecia en las series originales, se calcula los cambios logarítmicos de los precios, para definirlos como rendimientos y para el resto de variables asociadas a condiciones físicas se calcula como el cambio porcentual con respecto al

periodo anterior. Las variables estas se transformaron en retornos, con la formulación expresada en la tabla 1.

Precios	Variables de nivel
$Y_t = \ln\left(\frac{V_t}{V_{t-1}}\right)$	$CX_t = \frac{X_{t+1} - X_t}{X_{t+1}}$ <p>Donde: V_t: variable en t V_{t-1}: Variable en t-1 CX_t Cambio de X en el tiempo</p>

Tabla 1.

IV. LA PRIMA DE RIESGO FORWARD.

Antecedentes.

En el Mercado Colombiano, tanto compradores como vendedores pueden encontrar el día siguiente en la bolsa que se encuentran expuestos a riesgos de precios y buscan mecanismos de mitigación básicamente con contratos de largo plazo o forward. Sin embargo, la complejidad del mercado hace que sea difícil que ambas partes estén siempre cubiertos antes los diferentes riesgos del mercado, con lo cual, se ven condicionados a pagar una prima. Otro aspecto crucial es el riesgo de cantidad y/o volumen y más aún en un sistema como el colombiano, con una alta proporción de generación hidráulica (64% de la generación total) componente que tiene una alta incertidumbre en los aportes hídricos. Este riesgo es la combinación entre la dificultad de predecir exactamente la demanda total de energía en cada hora del día y la generación con la que se atenderá. La demanda de electricidad tiene muchos factores implícitos como los patrones de consumo del país, como el tipo de hora, la cual se clasifica la demanda en baja carga, media y alta carga, y al tipo de día, hábil o festivo, las condiciones meteorológicas manifestadas en fenómenos como el niño (sequia) o la niña (abundancia de lluvias) así como factores económicos, tales como Producto interno bruto –PIB-, el índice de precios al productor –IPP- entre otros.

Marco Teórico.

Con el fin de interpretar el problema de una manera económica la literatura clásica Keynes (1930), Hicks (1939), Cootner (1960)), presentan como principio fundamental la existencia de sesgo entre los precios a futuro con el precio spot en la fecha de vencimiento o entrega, la evidencia empírica ratifica este hecho, mostrando que el sesgo se presenta positivo o negativo y los agentes económicos lo asumen como la prima de riesgo forward del mercado al que pertenecen. Cuando el sesgo es positivo significa que el precio del forward está por debajo del precio esperado en el spot y se le denomina normal backwardation a este comportamiento de los precios de mercado; y el caso contrario se denomina contango". [9]. Este tipo de fenómenos económicos son la relación entre el precio esperado de bolsa y el precio forward definida por Fama y French (1987), como la prima de riesgo forward. Fama y French establecieron dos

modelos para evaluar los precios futuros de commodities, modelando el impacto de los costos de acarreo en los precios, donde evidenciaron para 10 commodities la influencia de los costos de acarreo en el rendimiento de conveniencia y resultando que en 5 de los 21 commodities analizados se evidencio un segundo modelo correspondiente a la variación de la prima de riesgo forward. Posteriormente, Routledge, Seppi, y Spatt (2001) plantean un modelo de equilibrio donde muestra que los precios traducen las propiedades reales del subyacente y de sus características de producción; validando el modelo de no arbitraje [10]. En concordancia con los anteriores autores mencionados, Bessembinder y Lemmon (2002), identificaron varias medidas económicas de riesgo que desempeña un papel central en la determinación del equilibrio de los precios corto y largo plazo, donde lograron la estimación de la prima a partir del comportamiento del precio Spot. Adicionalmente, con respecto a evidencia empírica Longstaff y Wang, 2002, realizan un análisis para el mercado de PJM, encontrando que la prima de riesgo forward puede ser estimada, en un modelo lineal donde el precio spot tiene un comportamiento estimado por un modelo GARCH(1,1) [11]. En Colombia, Pantoja (2008), parte de la formulación de Longstaff y Wang para la prima de riesgo forward, plantea un modelo econométrico, considerando los cambios inesperados en la generación de energía debidos al fenómeno del Niño, Incluyó en su modelo factores climáticos como ENSO, con la cual estableció la expectativa de ocurrencia del fenómeno del Niño que representa una sequia para Colombia [12]. El modelo que desarrolló estima la prima con las varianzas condicional del precio y las innovaciones de la misma, la variable climática ENSO, y la varianza modelada como GARCH (2,1).

Las características de los modelos teóricos vs la estructura del mercado colombiano, permiten bajo ciertos supuestos, se puede lograr un análisis empírico de la prima de riesgos forward para los tres mercados de negociación de energía en Colombia, teniendo en cuenta las reglas de funcionamiento del mercado y las características de la información existente. Adicionalmente se puede realizar un análisis comparativo con los otros estudios empíricos de la prima de riesgos forward como Lucia y Torró (2008) que analizaron el mercado de Nordpool, encontrando que existen primas de riesgo forward positivas en los contratos de futuro de corto plazo, con lo cual demuestran que existe una relación del precio spot y el precio de futuro [13], adicionalmente, establecen que las primas tiene una variación estacional siendo mayores en invierno que en verano, para el caso español Furio y Meneu (2008) realizaron un análisis ex antes y ex post de la prima de riesgos forward, en el caso ex post está depende de las variaciones inesperada de la demanda y la capacidad, para el periodo ex antes de la demanda esperada en concordancia con las condiciones del Mercado [14], por otro lado, muestran que el Mercado Español la percepción del riesgos de los agentes define su participación.

Calculo de la Prima de Riesgos Forward en el Mercado Colombiano.

En este mercado es claramente identificado el precio de Spot, para la determinación del precio forward no existe un esquema que determine los precios forward o sus curvas, debido a que el mercado colombiano no tiene un mercado forward con instrumentos estandarizados, con lo

cual se realizaron varios supuestos con el fin de establecer una aproximación al precio forward, con la información de contratos bilaterales de largo plazo. Una características fundamental del mercado que nos permite realizar aproximaciones a un precio forward es que el administrador y operador (1) genera un precio horario por contrato registrado en el mercado (2) Clasifica el mercados a los que están direccionados los contratos (3) se puede determinar la fecha de registro del contrato que asumimos como fecha de firma del mismo (4) y la fecha de inicio y fin que tiene cada contrato. Por tal razón se establecieron premisas para cada uno de los mercados analizados, asociada con filtros para los contratos que efectivamente se despacharon en el mercado, la exclusión de tres tipos de contratos que se presentan en el mercado, los primeros con características que no considerará condiciones asociadas a primas, y los segundos con características que se asemejan a contratos de opción y los que correspondía a características tipo swaps, es decir que son convenios de intercambio de energía entre generadores sin transferencia de efectivo, todos estos no forwards. Con respecto al plazo también se requería filtros basados en fechas despacho vs el registro del contrato, la cuales no debía superar más de año y medio, debido a que los contratos con un periodo mayor distorsiona las señales del mercado forward debido a que fueron firmados bajo condiciones de mercado muy diferentes a las consideradas en un periodo de mediano plazo. Bajo esta condiciones el precio promedio forward de cada mercado se calculó como promedio aritmético, para que el volumen no genere distorsiones de los precios reales de transacciones.

Propuesta Metodológica de la Prima de Riesgos Forward en el Mercado Colombiano.

Tomando como referencia la propuesta de modelación de Longstaff y Wang (2002), El valor esperado de la prima es calculado en porcentaje con la siguiente formulación, donde nos representará la prima de riesgos forward con los datos históricos:

$$E_t[PRF(t, t+1)] = \frac{S_{t+1} - F_t}{F_t} \quad (5)$$

La prima de riesgo forward incondicional, se determina con la formulación que se expresa a continuación y se analiza con el objetivo de determinar en el periodo de estudio cual ha sido el comportamiento en la prima y quien la asumió (ver anexo 1.).

$$E_t[PRF_{i,t}] = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{S_{i,t+1} - F_{i,t}}{F_{i,t}} \quad (6)$$

La prima de riesgo forward condicional es en la que se enfocará el análisis, debido a que de esta manera se interpreta de manera económica la prima de riesgo forward y las variables asociadas, teniendo en cuenta el error que representa el componente inesperado de la prima en la modelación de la misma.

$$\frac{S_{t+1} - F_t}{F_t} = E_t \left[\frac{S_{t+1} - F_t}{F_t} \right] + \varepsilon_{t+1} \quad (7)$$

V. TRABAJO EMPIRICO.

Análisis de primas y su comportamiento.

Este trabajo pone en evidencia la variabilidad de las prima de riesgos forward y se confronta contra los posibles cambios de régimen presentados en este mercado y para lo cual se hace necesario realizar pruebas econométricas, inicialmente se calculó la media de la prima de riesgos forward para cada mercado definido: regulado, no regulado e intermediación, evidenciando que el **mercado regulado** la prima de riesgo forward, presenta diferente comportamientos en cada años analizado, los cuales se pueden agrupar en 5 periodos: **(1)** 2000- **(2)** 2001, **(3)** 2002-2003, **(4)** 2004-2006 y **(5)** 2007-2008, el periodo (1) se presentan primas positivas en dos periodos del día entre las 9 a las 13 y de las 18 a las 22, esto significa que la prima es pagada por el vendedor y no se alcanza a compensar con el resto de horas del día donde la prima es pagada por el comprador. En el periodo (2) se presenta primas positivas entre las 9 y las 22 del día, esto significa que la prima es pagada por el vendedor y no se alcanza a compensar con el resto de horas del día donde la prima es a favor del vendedor, al igual que en año anterior. Este año es diferente al anterior por las características de las estructuras de las ofertas definidas en las resolución 034 de 2001 que inicio a mediados de marzo de ese año. En siguiente rango, (3) no se presentan primas positivas, es decir, los vendedores reciben la prima por garantizar el suministro a través de contratos de largo plazo. En el periodo (4) se presentan primas positivas entre las 19 y las 21, la prima es pagada por los vendedores y es compensada por el resto de periodos, dado que en el total de día es positiva, es decir los vendedores son compensados por su compromiso de suministro en el largo plazo. Con respecto al último periodo que corresponde a 2007-2008 se presentan primas positivas en dos tramos del día, entre la 12 y 13 y entre 19 y la 21, igualmente que en periodo anterior la sumatoria de la prima en el día es negativa, por lo tanto los vendedores son compensados por la prima de riesgos forward.

Para el **mercado no regulado** la prima de riesgo forward, presenta diferente comportamientos al anterior mercado y se puede agrupar en 5 periodos diferentes: **(a)** 2000-2001 **(b)** 2002, **(c)** 2003, **(d)** 2004 y **(e)** 2005-2008. El periodo (a) presentan primas positivas en periodos diversos del día concentrándose principalmente, al igual que el año siguiente entre las 6 a las 23, esto significa que la prima es pagada por el vendedor y no se alcanza a compensar con el resto de horas del día donde la prima es a favor del vendedor.(b) En este año se presenta primas positivas solo en la hora 20, esto significa que la prima es pagada por el vendedor solo en una hora, y resto de horas la prima es a favor del vendedor.(c) En este año se presentan primas positivas de la hora 7 a la 23, esto significa que la paga el vendedor y el resto de horas no es suficiente para compensar prima por parte de éste.(d) Para el 2004. se presentan primas positivas entre las 19 y las 21, la prima es pagada por los vendedores y es compensada por el

resto de periodos, dado que en el total de día es positiva, es decir los vendedores son compensados por su compromiso de suministro en el largo plazo. (e) En este periodo, 2005-2008 se presentan primas positivas más o menos para todos los años comprendidos entre las 6 y 22, la sumatoria de la prima en el día es positiva por lo tanto los vendedores pagan por tener contratos de largo plazo en este mercado. Y finalmente el comportamiento del **mercado de intermediación** en la prima de riesgo forward, presenta puede clasificar en 5 rangos de diferentes comportamientos: **(a)** 2000-2001 **(b)** 2002, **(c)** 2003, **(d)** 2004 y **(e)** 2005-2008, es de resaltar que este mercado tiene un comportamiento igual al del mercado no regulado, siendo las magnitudes diferentes.

En conclusión, los datos en los tres mercados a priori evidencian que existen cambios en la formación de las primas en diferentes periodos de tiempo, en el caso del mercado regulado de una manera aproximada se puede afirmar que se presentan cambios cada dos años. Para los mercados no regulados y el mercado de intermediación se aprecias cambios anuales desde el 2000 hasta el 2004, desde el 2005 hasta el 2008 el comportamiento es más similar en un año con respecto al otro, sin ser exactamente igual. Basado en los resultados anteriores es importante evaluar la existencia o no de cambios estructurales en las series.

Análisis de Cambio Estructural.

Basado en los resultados de los análisis gráficos, estadísticos y las pruebas de estacionariedad se considera relevante realizar pruebas de cambio estructural en las series de la prima de riesgos forward con el objetivo de definir un periodo de datos coherente y adecuado para realizar un modelo de estimación de comportamiento, por tal razón se realizaron los test de Chow y el método de la variable dicotómica tomando como referencia los resultados gráficos y el siguiente análisis de los eventos regulatorios presentados en el mercado que impactan las variables directamente definidas para el cálculo de la prima de riesgo forward, en el periodo propuesto inicialmente para el estudio.

Eventos regulatorios presentados durante el 2000 y el 2008 asociados a los precios.

El primer cambio se dio con la Resolución CREG 34 de 2001, la cual estableció el cambio en la estructura de los precios de oferta de los generadores en la de bolsa, dados que las ofertas de los generadores en bolsa eran horarias, pasaron a nivel diario desde mediados de marzo de 2001. Lo cual representa un impacto directo sobre la formación del precio de bolsa. En el 2004 el regulador trabajo en una propuesta de cambios de la Contratación Bilateral, por un esquema de mayor competencia denominada Sistema Electrónico de Contratos.-SEC, la primera propuesta fue presentadas en las resoluciones CREG 007 de 2004, la segunda basada en ajustes generados en las simulaciones realizadas por el operador y administrador del mercado se presento en la Resolución 055 de 2004, este anuncio de cambio trajo consigo Sistema de Información, con capacitaciones y simulaciones, generando una gran expectativa de la fecha de inicio del esquema a partir del 2005, afectando probablemente las negociaciones bilaterales en el mercado por la percepción de riesgo de cada agente del mercado. Esta propuesta no se

desarrollo, y posteriormente en un intento de reformar la propuesta anterior y generar un mercado organizado OTC, la CREG realizó contrato un consultor internacional para definir un nuevo diseño del esquema que preservaron los objetivos establecidos, de esta manera en el 2006, presentó el documento CREG 065 de 2006 Propuesta del Mercado Organizado Regulado –MOR-, y acorde con la propuesta regulatoria ajustó la formula tarifaria, la cual tiene vigencia por 10 años, de tal manera que considerará el MOR, en su Resolución CREG 119 2007, la formula es de impacto directo sobre el mercado regulado.

Análisis del Cambio Estructural.

Se plantea el análisis de cambio estructural para tres puntos de ruptura, los cuales obedecen a razones regulatorias, 01 de abril de 2001, asociado a la Resolución CREG 034 de 2001, el siguiente periodo 01 de enero del 2005 asociados a la propuesta regulatoria del Sistema Electrónico de Contratos –SEC-; el tercer punto en 01 de enero de 2007, el cual, obedece al anuncio del Mercado Regulado Organizado –MOR en el 2006, estos proyectos generan una amenaza creíble en el cambio del esquema de contratación Bilateral en el Mercado, la propuesta regulatoria tenia fecha de inicio 2007. Estos cambios pueden generar en el mercado de contratos bilaterales comportamientos diferentes al acostumbrado hasta la fecha, como un mecanismo de protección ante el cambio. La validación econométrica del cambio estructural se realiza inicialmente a través del test de Chow con los puntos de ruptura ya establecido. Los resultados de la regresión se pueden apreciar en el anexo 2. En los resultados de la regresión se observa que algunas variables no son significativas, no se eliminan, con el fin de observar si su significancia varía si se utilizan estimaciones parciales, los resultados del teste de Chow se presentan a continuación en las tablas 2, 3 y 4:

Tabla 2. Para el punto de cambio situado el 01 abril de 2001

Chow Breakpoint Test: 4/01/2001

F-statistic	33.82981	Probability	0.000000
Log likelihood ratio	323.8594	Probability	0.000000

Tabla 3. Para el punto de cambio situado el 01 de enero de 2005

Chow Breakpoint Test: 1/01/2005

F-statistic	7.893840	Probability	0.000000
Log likelihood ratio	78.47698	Probability	0.000000

Tabla 4. Para el punto de cambio situado el 01 de enero de 2007

Chow Breakpoint Test: 1/01/2007

F-statistic	3.595997	Probability	0.000091
Log likelihood ratio	35.98268	Probability	0.000085

El resultado del Test de Chow está marcado en negrilla y se presenta como el valor de la F statistic y su correspondiente probabilidad. La hipótesis nula contrastada con el test de Chow es la NO EXISTENCIA de cambio estructural. El contraste (el valor muestral de la F) toma valor cuanto mayor es la evidencia de cambios estructural (es decir, cuanto más adecuada parece la realización de dos modelos, uno para cada estructura, que un único modelo). La probabilidad indica, como para cualquier contraste, la probabilidad de equivocarse si se rechaza la hipótesis nula, es decir, si se admite la presencia de cambio estructural. Así pues, la interpretación de esa probabilidad es considerarla como la probabilidad de que NO exista cambio estructural.

Según los resultados obtenidos, parece evidente que **(1)** existe cambio estructural a partir de abril de 2001, ver tabla 2, **(2)** la evidencia de cambio estructural para el punto de corte 1 de enero de 2005 (ver tabla 3) y **(3)** que la evidencia de cambio de estructura a partir de enero de 2007 es también como los casos anteriores (ver tabla 4).

Dado que la variable EMBALSE, APORTES HIDRICOS Y VERANO se muestra no significativa en las regresiones parciales que se realizó en el modelo inicial, se realizaron algunos análisis adicionales con el test Chow eliminado estas variables de la estimación no significativas. Como resultado, se mantiene la consistencia de los cambios estructurales en los periodos definidos. Adicionalmente, para evaluar a nivel horario la presencia del cambio estructural se definió un modelo para la media de la prima y se realizó una validación en las horas representativas de la curva de carga, igualmente se validaron los puntos de ruptura definidos anteriormente, el modelo evaluado se presenta en la ecuación 8, en la cual la prima de riesgos forward en el mercado i : en la hora t , es explicada por la capacidad en exceso $-Ccapexceso-$, la varianza condicional de los cambios logarítmicos de aportes hídricos de los ríos $-VCaportes-$, la varianza condicional de los rendimientos del precio de bolsa $-VCrpb-$, las innovaciones en el nivel del embalse útil $-InEmbalse-$ y dos variables dummies que representan la estacionalidad que se da en el mercado por los días festivos y la diferencia entre el verano y el invierno.

$$\begin{aligned} prima_{i,t} = & \alpha + a * Ccapexceso_t + b * VCaportes_t + c * VCrpb_t + d * InEmbalse_t \\ & + e * tipodia_t + f * estacion_t + \varepsilon_{i,t} \end{aligned} \quad (8)$$

Se realizó el test para la hora 1, hora 5, hora 12 y la hora 19 basado en la clasificación de carga establecido como se muestra en la figura 2 siguiente establecido en la Resolución CREG 103 del 2000, este mismo esquema es utilizado en el esquema de contratación bilateral de largo plazo:

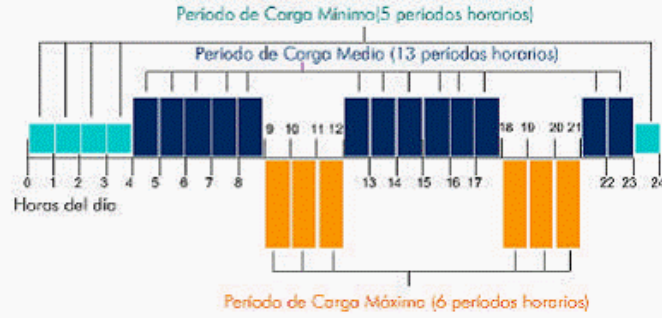


Figura 2.

El estadístico de Durbin-Watson $stat$ alrededor de entre 1.9 y 2.1, lo que se interpreta que no hay problema de autocorrelación, con respecto al cambio estructural mediante el test de Chow, a partir del estadístico f , en todas las series horarias analizadas se evidencia cambio de régimen en los años 2003 y 2007. Caso contrario se encontró al analizar el cambio estructural para el año 2005, siendo muy débil la evidencia del mismo a juzgar por el resultado de la prueba, tomando en cuenta los criterios definidos teóricamente por el test, es recomendable realizar pruebas adicionales para definir con exactitud si existe cambio estructural en el periodo o periodos definidos. Una de las razones para realizar pruebas más exhaustivas es porque el test de Chow no considera heterocedasticidad y los modelos evaluados no son ruido blanco en los errores estandarizados. Se validará la hipótesis de que los dos periodos son coincidentes y el método a utilizar es el de la variable dicotómica, con el modelo definido en la ecuación 9, adicionalmente para ajustar a la tendencia se utiliza un Arma(1,1) y la volatilidad con un Garch (2,1), generando un modelo estacionario de ruido blanco.

$$\begin{aligned}
 prima_{i,t} = & \alpha + a * Ccapexceso_t + b * VCraportes_t + c * VCrpb_t + d * InEmbalse_t \\
 & + e * tipodia_t + f * estacion_t + g * cambio_n + h(cambio_n * Ccapexceso_t) + \\
 & i(cambio_n * VCraportes_t) + j(cambio_n * VCrpb_t) + k(cambio_n * InEmbalse_t) + \\
 & l(cambio_n * tipodia_t) + m(cambio_n * estacion_t) + \varepsilon_{i,t}
 \end{aligned} \tag{9}$$

En la ecuación 10 la intercepción diferencial está dada por α , la constante y la pendiente diferencial de cada variable es el coeficiente que acompaña la variable dicotómica multiplicativa con cada variable explicativa, este modelo se aplicó por tipo de mercado $-i-$, para cada hora t del día, las variables explicativas utilizadas son la capacidad en exceso $-Ccapexceso-$, la varianza condicional de los cambios logarítmicos de aportes hídricos de los ríos $-VCaporte-$, la varianza condicional de los rendimientos del precio de bolsa $-VCrpb-$, las Innovaciones en el nivel del embalse útil $-InEmbalse-$ y dos variable dummy que representa dos tipos de estacionalidad del mercado que idéntica los días festivos de los días hábiles y la estación invierno y verano, adicionalmente se debe tener en cuenta la variable dicotómica que me identifica el cambio estructural la cual esta identificada como cambio en n , n asociada a los años de ruptura de la serie.

$$\begin{aligned}
prima_{i,t} = & (\alpha + g) + (a + h) * Ccapexceso_t + (b + i) * VCraportes_t \\
& + (c + j) * VCrpb_t + (d + k) * InEmbalse_t + (e + l) * tipodia_t \\
& + (f + m) * estacion_t + \varepsilon_{i,t}
\end{aligned}
\tag{10}$$

La ecuación 9 genera dos ecuaciones la 10 y 11, las cuales representará dos regresiones, la primera se asocia a toda la serie definida y otra desde el periodo de ruptura y la variable dicotómica $Cambio_n$ es igual a cero, la siguiente ecuación se asocia al periodo (2003, 2005, 2007)-2008 y la variable dicotómica $Cambio_n$ es igual a uno.

$$\begin{aligned}
prima_{i,t} = & \alpha + a * Ccapexceso_t + b * VCraportes_t + c * VCrpb_t \\
& + d * InEmbalse_t + e * tipodia_t + f * estacion_t + \varepsilon_{i,t}
\end{aligned}
\tag{11}$$

Como resultados, el análisis de cambio estructural mediante el método de la variable dicotómica se presentó para los 2001, 2003 y 2005 que el intercepto diferencial es significativo estadísticamente, en otras palabras los dos periodos corresponden a regresiones paralelas en las variables significativas, por lo tanto, se rechaza la hipótesis nula de que las regresiones son coincidentes, por tal razón existe un cambio estructural. Para la variable dicotómica asociada al año 2007 el intercepto diferencial no es significativo, y de acuerdo con la prueba los resultados concluyen que NO existe cambio estructural de la series en este último periodo analizado. De la misma manera, los test realizados validan el impacto que tiene los eventos regulatorios en las decisiones o estrategia de los agentes del mercado, es de resaltar que el anuncio del MOR no impacto el mercado, posiblemente los agentes modificaron su estructura de precios en las negociaciones bilaterales a partir del SEC anunciado desde el 2003, ratificado en el 2004, reflejándose en los precios de la negociaciones a partir del 2005.

El riesgo regulatorio se traduce o refleja en la prima de riesgo forward, por lo tanto los agentes bajo condiciones económicas o impactos regulatorios revalúan sus estrategias para contratar su generación/consumo bilateralmente en el largo plazo, siendo esto consistente con la información histórica de los contratos. En la figura 3 se presenta el porcentaje de contratos registrado y efectivamente despachados para cada año desde 1997 hasta el 2008, el porcentaje de contratos firmados desde el 2005 que se despachan actualmente representa alrededor del 92% del total de los contratos registrado ante el administrador del mercado.

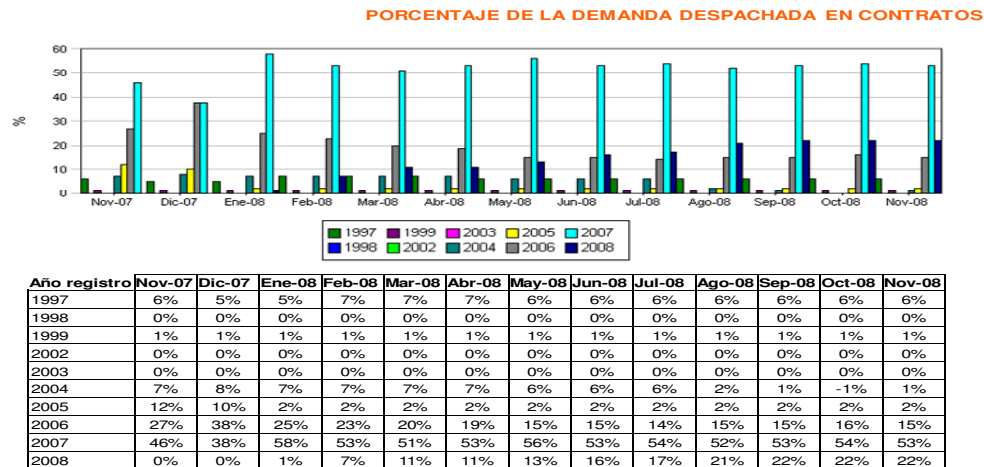


Figura 3.

En adelante se realizan los análisis utilizando el periodo 2005-2008 para las variables y en base en estas se define un modelo de comportamiento y estimación de las primas, los agentes del mercado requieren medidas de referencia para definir las primas en cada mercado establecido y/o determinar un rango en el cual estarán las primas del mercado con el fin de valorar sus negociaciones.

Análisis estadísticos y econométricos de las variables consideradas para el modelo.

Se observa que la media para las primas de los tres mercados fluctúa alrededor de cero, entre -0.8% y 1.2% de los precios que están tomados en \$/kWh. El sesgo y el signo de los resultados es positivo, indican una distribución con una cola asimétrica extendida hacia valores más positivos. Las primas de riesgos forward para 2005-2008 presentan evidencia a favor de la no normalidad. Todas las series, primas reguladas, primas no reguladas y de intermediación muestran coeficientes de asimetría positivos. La curtosis se observa que todas las series muestran coeficientes de curtosis positivos y mayores a tres, es decir, representan distribuciones leptocúrticas, lo que es común en retornos de activos, en este caso en las primas de riesgo forward que es el retorno del mercado de energía entre el mercado de largo plazo versus el mercado de corto plazo.

Cabe resaltar que uno de los objetivos en el desarrollo de un modelo consistente y eficaz es probar la hipótesis de no aleatoriedad de las variables a utilizar. Para ello, el primer paso consiste en realizar los tests que nos garanticen la inexistencia de raíz unitaria en las series bajo análisis. Para ello se utilizaron los tests ADF, de Dickey y Fuller (1979), y KPSS, de Kwiatkowski, Phillips, Schmidt y Shin (1992) [23]. Una vez realizadas las pruebas las series desde 2005-2008, se observa que las variables exógenas o explícitas definidas: aportes hídricos, nivel del embalse, capacidad en exceso, la demanda no regulada y el precio de bolsa son estacionarias con un buen nivel de significancia. Con respecto a la demanda regulada es estacionario en un nivel del 99.99% excepto para las horas 9 y 10 que son estacionarias al menos en un 90%. La energía de intermediación es estacionaria excepto las horas 11-12 que

son estacionarias al menos en un 90%. Con respecto a las primas los tres mercados presenta las series son estacionarias al menos en un 90%.

Cuando se utilizan regresiones que involucran datos de series de tiempo, se puede presentar alguna relación entre variables que propician que se presente causalidad o dirección de influencia entre ellas, otro efecto de estas relaciones también puede ser la endogenidad de las variables explicativas con la variable explicada, estos dos efectos pueden causar problemas en la modelación como la multicolinealidad. Por lo tanto, se deben realizar pruebas que validen la causalidad y endogenidad, para la primera se utilizó la prueba de Granger y para la segunda la prueba de contraste de Hausman.

La prueba Granger, la prueba genera dos regresiones una asociada a la prima en función de los aportes representada en la ecuación 12 y otra donde se asocia los aportes a la prima, ecuación 13, donde se supone que los errores y/o perturbaciones μ_1 y μ_2 de las dos ecuaciones no están correlacionados.

$$PRF_{j,t} = \sum \alpha Caportes_{t-i} + \sum \beta PRF_{j,t-i} + \mu_{1,j,t} \quad (12)$$

$$Caportes_t = \sum \lambda Caportes_{t-1} + \sum \delta PRF_{j,t-1} + \mu_{2,j,t} \quad (13)$$

Los resultados de los test de Granger de causalidad (2005-2008) a nivel diario y horario para los aportes hídricos, el embalse, la demanda respectiva de cada mercado, para la capacidad en exceso, los rendimientos del precio de bolsa. Se observa de los resultados de los tres mercados que no hay causalidad en ningún sentido entre la prima y el precio de bolsa, con respecto a la demanda regulada no existe causalidad con la prima del mercado regulado si se considera a nivel diario, a nivel horario existe causalidad. Para el mercado de intermediación a nivel diario y horario se presentó que la energía de intermediación es causada por la prima, esto es lógico en el mercado debido a que sí la prima es atractiva los agentes del mercado buscan este mercado para sus excedentes o faltantes. Para la capacidad en exceso el test muestra que no hay causalidad, para el caso de los aportes en las horas de media y alta carga se presenta que los aportes causan la prima, es razonable dado que es una variable importante en la definición de los precios del mercado. Con respecto al nivel del embalse se presenta causalidad bidireccional en las horas de alta carga el embalse causa la prima, y entre las 12 hasta las 15 y también en punta la prima causa el embalse es posible dado que los agentes del mercado evalúan las reservas del sistema y definen su disposición al pago de la prima de riesgo forward. Para algunos casos no es razonable la bidireccionalidad de los resultados de este test por esta razón es importante realizar otro tipo de test con el fin de validar la relación adecuada entre las variables antes de definir un modelo que determine el comportamiento de las primas.

La prueba de contraste de Hausman, establece dos regresiones la primera expresada en la ecuación 14, para cada variable definida (t) para la cada hora (h) respecto a la variable en t-1, con el objetivo de calcular los residuales.

$$Variable_{j,h,t} = c + b * Variable_{j,t,(t-1)} + \varepsilon_{j,t} \quad (14)$$

La segunda expresada en la ecuación 15, la variable que se desea establecer su dependencia de las primas y sus respectivos residuales:

$$PRF_{j,h,t} = c + b * Variable_{j,t,t} + a * \varepsilon(variable)_{j,h,t} + \varepsilon_{j,h} \quad (15)$$

Las variables sometidas a estas pruebas fueron aportes, embalse, demanda, exceso de capacidad, rendimientos precio de bolsa con respecto a la prima de riesgo forward. Los resultados de las pruebas a nivel diario y en las horas que se definieron de acuerdo a los bloques de carga de la figura 3, con respecto a las variables en términos diarios se observa que sólo la energía de intermediación es endógena a la prima de riesgo forward del mercado de intermediación, a nivel horario los resultados difieren encontrando que las primas de riesgo forward en cada mercado son endógenas a las demanda de regulada, no regulada y la energía de intermediación respectivamente, igualmente son endógenas al embalse útil excepto en los periodos de baja carga, con respecto los aportes hídricos en las horas (19, 20 y 21) las primas son endógenas en resto de horas es exógena, y por último las primas de riesgo forward son exógenas al exceso de capacidad.

VI.RESULTADOS

Análisis del Comportamiento de la prima de riesgo forward.

El enfoque utilizado en este trabajo se fundamenta en las características del producto, de los diferentes mercados identificados para el caso colombiano, la formación de precios y la teoría económica de no arbitraje. Además, es fundamental los principios de competencia y racionalidad de los agentes participantes en el mercado de energía eléctrica, los cuales buscan maximizar su función de utilidad considerando la estructura de precios y la valoración de sus riesgos. Bessembinder y Lemmon (2002) muestran en su modelo que los riesgos a los que están expuestos los agentes son principalmente, económicos y propios del mercado. Para la energía eléctrica están claramente identificados la variación en precio y en el volumen entre otros, los cuales tiene su racionalidad en las características del sistema colombiano que es hidrotérmico, los agentes tienen la incertidumbre de disponibilidad futura de su insumo, particularmente los generadores hidráulicos porque no saben cuánta agua tendrán al día siguiente, el riesgos de precio es asumido por una de las puntas, comprador o vendedor como la prima de riesgos forward la cual asumen con el fin de asegurar un precio futuro. El cálculo de la prima de riesgo se modeló siguiendo el mismo enfoque de Longstaff y Wang (2002). Una vez

realizados los análisis econométricos de las series de tiempo de las variables consideradas relevantes y aptas se construyeron los modelos que estima la prima de riesgos forward en cada mercado, para establecer su comportamiento y las diferencias en cada segmento, que se puede apreciar en la figura 3, 4 y 5.

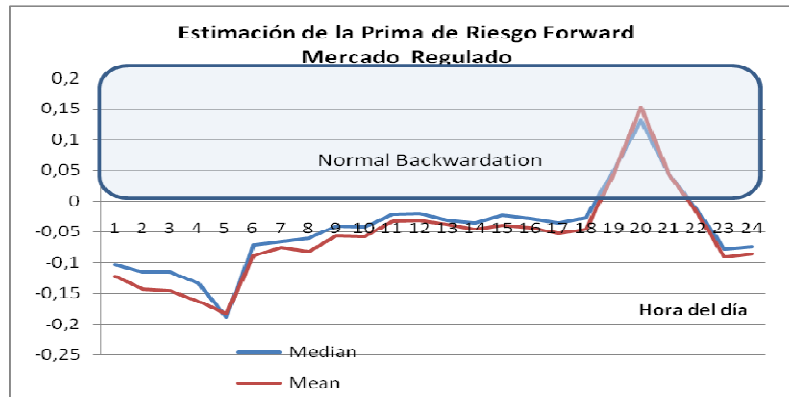


Figura 3.

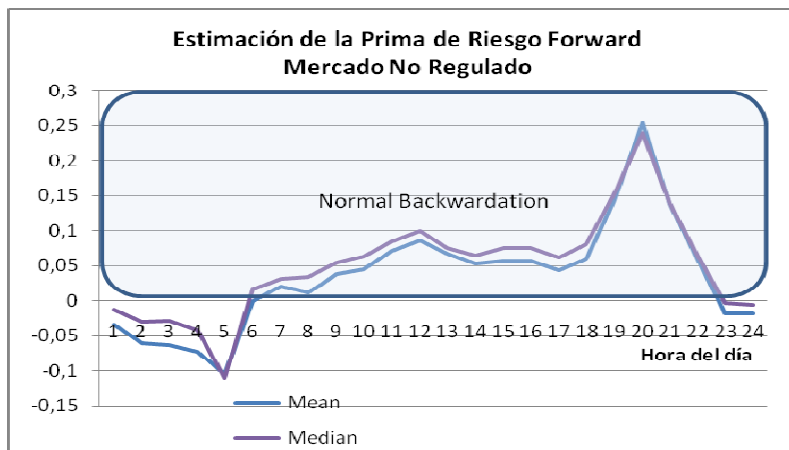


Figura 4.

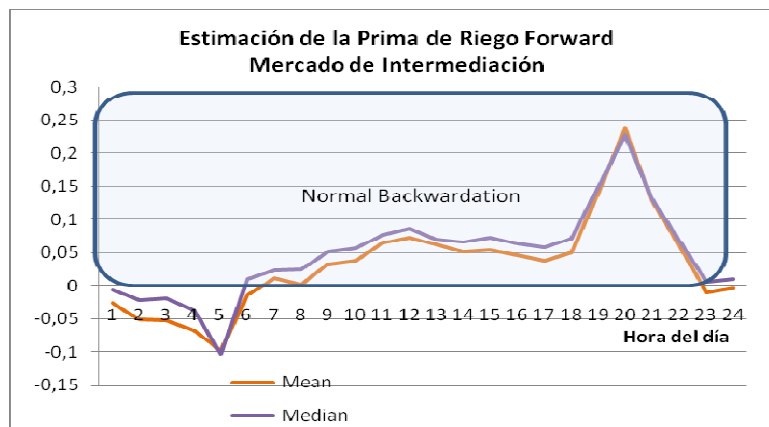


Figura 5.

Para realizar el análisis a nivel horario en t y $t+1$, se tomaron los precios forward calculados bajo los supuestos establecidos para precio forward de cada segmento mercado, encontrando el tipo de comportamiento estimado para los precios en cada mercado, en la tabla 5, se presenta la estimación promedio para cada mercado, evidenciando en términos promedio que el mercado regulado tiene un comportamiento en contango y el mercado no regulado y de intermediación tiene un comportamiento estimado promedio en normal backwardation. Prácticamente en el mercado regulado los comparadores pagan la prima de riesgo forward (positivas) en casi todas las horas del día, en este mercado el rol de comprador lo tiene el comercializador. En el mercado no regulado y de mercado de intermediación, los vendedores pagan la prima de riesgo forward (negativa), para el caso particular del mercado no regulado el vendedor es el comercializador el cual asumen, la cual es recibida por el comprador, rol que tienen los grandes consumidores en este mercado: En el mercado de intermediación la prima la asume el vendedor, básicamente es un mercado que cubre excedentes o faltantes de los mismos generadores o comercializadores, cualquiera de los dos asume el rol de vendedor o comprador. De la misma manera, la mediana, en promedio día por mercado, tiene el mismo comportamiento que la media, al observar las estimaciones horarias se presenta valores contrarios entre la media y la mediana en los mercados no regulados y de intermediación, específicamente en las horas 6, y específicamente en las horas 22 y 23 del mercado de intermediación, este tipo de hallazgo es importante para agentes que realizan contrataciones diferenciales por hora, dado que la diferencia entre la media y la mediana traducen un efecto tipo opción, es decir, que en el momento de vencimiento se esperaba un comportamiento al alza de precio spot y se da un comportamiento a la baja, generando un alto riesgo poco controlable para el comprador que está esperando recibir la prima de riesgos forward.

Tabla 5.

Hora	Mercado Regulado Media	Mercado Regulado Mediana	Mercado no regulado Media	Mercado no regulado Mediana	Mercado de intermediación Media	Mercado de Intermediación Mediana
1	-0.121629	-0.102664	-0.033045	-0.012546	-0.025547	-0.005625
2	-0.144006	-0.115445	-0.060506	-0.030035	-0.050829	-0.021224
3	-0.1466	-0.115068	-0.062727	-0.028146	-0.052097	-0.018611
4	-0.163521	-0.134441	-0.072058	-0.041238	-0.067718	-0.037139
5	-0.183381	-0.188715	-0.104307	-0.10949	-0.097941	-0.103137
6	-0.088669	-0.071693	-0.000995	0.017245	-0.013955	0.009588
7	-0.075858	-0.065225	0.020972	0.032037	0.011868	0.022927
8	-0.081978	-0.06036	0.011847	0.034642	0.002465	0.024725
9	-0.057303	-0.040917	0.037889	0.054759	0.033446	0.050915
10	-0.058258	-0.041669	0.044419	0.063744	0.038166	0.057162
11	-0.03334	-0.021901	0.072127	0.08463	0.064736	0.077096
12	-0.031884	-0.019652	0.085854	0.099316	0.072985	0.085991
13	-0.037976	-0.030354	0.067838	0.076229	0.061724	0.070424

14	-0.045971	-0.035399	0.052721	0.065767	0.052142	0.065611
15	-0.039126	-0.022628	0.057288	0.075724	0.054892	0.072897
16	-0.043776	-0.02828	0.057288	0.075724	0.045879	0.06348
17	-0.052851	-0.035416	0.043386	0.06239	0.037967	0.057452
18	-0.046067	-0.027204	0.060078	0.08132	0.139338	0.148393
19	0.043195	0.049873	0.144178	0.153034	0.238604	0.227343
20	0.152252	0.132197	0.254276	0.239722	0.129274	0.131165
21	0.044201	0.044917	0.137867	0.139913	0.060295	0.067126
22	-0.019474	-0.014404	0.057731	0.064039	-0.00916	0.006524
23	-0.091515	-0.077362	-0.018314	-0.003246	-0.002539	0.009852
24	-0.086158	-0.073823	-0.017918	-0.005355	-0.063004	-0.04221
Promedio día	-0.06	-0.05	0.03	0.05	0.03	0.04

En contraste con los mercados donde el comprador es activo en la decisión de precio (posibilidad de realizar contra propuesta) los vendedores pagan la prima para garantizar sus ingresos en el largo plazo.

En síntesis evaluando que rol en cada mercado es el que asume la prima es evidente que la prima de riesgos forward la asume el comercializador, siendo compradores o vendedores según cada mercado. En la Tabla 6 se presenta las características de cada mercado con relación al comportamiento según los participantes asociados.

Tabla 6

Mercado	Regulado	No Regulado	Intermediación
Tipo de Comportamiento	Contango	Normal Backwardation	Normal Backwardation
Comprador Natural	Comercializadores	Grandes Usuarios	Generador/Comercializador
Vendedor Natural	Generador	Comercializador	Generador/Comercializador
Paga la prima	Comprador	Vendedor	Vendedor
Asume el Riesgo	Comercializador	Comercializador	El que Vende

Resultado de la tabla anterior se estable que en Colombia el riesgos es asumido por los comercializadores que están dispuesto a pagar la prima con el objetivo de garantizar el suministro de sus clientes y a su vez tener claramente definido su estado de resultados financieros, minimizando su exposición en bolsa y en el caso de presentarse excedentes o faltantes acudirán al mercado de intermediación.

Análisis de las variables que determinan la prima de riesgo forward

Los análisis realizados para determinar la existencia de correlación de las variables, de normalidad, de estacionariedad y causalidad y endogenidad, permitieron determinar las variables más adecuadas a utilizar en el modelo de estimación. Estas pruebas permitieron detectar variables redundantes. Con respecto a las pruebas de causalidad y endogenidad, las

primas presentaron relación de causalidad o dependencia con otras variables analizadas. En consecuencia el modelo a evaluar para el comportamiento de la prima de riesgo forward se compone de variables explicativas generadas a partir de los aportes hídricos, rendimientos del precio de bolsa y la capacidad en exceso, cuando se consideran dos o más variables, es posible usar la variación o las innovaciones de las series temporales de las variables, para explicar las variaciones de las primas, por tal razón se consideró la varianza condicional del precio de bolsa y las innovaciones de los aportes hídricos, para obtener las series requeridas se realizó las siguientes modelos de estimación que los errores y los errores al cuadrado se comportarán como ruido blanco. Dado que este tipo de variables reflejan heterocedasticidad, se requiere utilizar modelos GARCH (p,q) que consideran esta condición, Engle (1982) estableció los modelo ARCH y posteriormente **Bollerslev** (1987) desarrollo el modelo GARCH (p,q), con el fin de incluir retardos en la varianza condicional [24], el cual se define en la ecuación 16, donde $y(t)$ es la media, σ^2 es la varianza, ε es la variable aleatoria con distribución

normal estandarizada, en los parámetros se tiene las siguientes condiciones $\alpha > 0$, $\omega > 0$, y $\beta \geq$

0; $\alpha + \beta < 1$

$$Y_t = \sigma_t \varepsilon_t$$

$$\sigma_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^m \alpha_i y_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^m \beta_j \sigma_{t-j}^2 \quad (16)$$

Para obtener la serie de la varianza condicional de los rendimientos del precio de bolsa se desarrollo el modelo de la ecuación 17, en media y varianza, utilizando variables relevantes para su determinación y variables estaciones que elimine la estacionalidad de la series por estación invierno y verano y el tipo de día hábil o festivo, con lo cual se estableció un modelo que interpreta el precio de bolsa a nivel horario con una adecuada aproximación.

$$rpb_t = \alpha + ctipodía + dverano + aportes + embalse + \lambda_1 rpb_{t-1} + \beta_0 \mu_t + \beta_1 \mu_{t-1} + \beta_2 \mu_{t-2} \quad (17)$$

$$\sigma^2 = \delta_0 + \delta_1 \mu_{t-1}^2 + \delta_2 * \mu_{t-2}^2 + \delta_3 \sigma_{2t-1}^2 + \delta_4 \sigma_{2t-2}^2$$

Para obtener la serie de las innovaciones de los aportes se plantea a través de un modelo representado en la media por un arma (2,2) y en la varianza por un Garch (2,3)

$$Aportes_t = \alpha + \lambda_1 Aportes_{t-1} + \beta_0 \mu_t + \beta_1 \mu_{t-1} + \beta_2 \mu_{t-2}$$

$$\sigma^2 = \delta_0 + \delta_1 \mu_{t-1}^2 + \delta_2 * \mu_{t-2}^2 + \delta_3 \sigma_{2t-1}^2 \quad (18)$$

Propuesta del modelo de estimación de las primas de riesgos forward.

$$FRP_{m,j,t} = \frac{S_{t+1} - F_t}{F_t} = a_{m,j} + b_{m,j}Vol(S)_{j,t} + c_{m,j}Excap_{j,t} + d_{m,j}Inn(apor)_t + \varepsilon_{m,j,t+1} \quad (19)$$

La prima es calculada con un modelo explicado por las variables definidas, el modelo considera para la estimación de la varianza un Garch (2,1) para el mercado regulado, para el mercado de intermediación y el mercado no regulado un comportamiento Garch (1,1). Los modelos para cada una de las 24 horas del día, mantienen el comportamiento de la media y la varianza, se presentan diferencia en los valores de los coeficientes de las variables explicativas. El R^2 no superó valores de 0.13, en el anexo 3 se observan los valores por mercado y hora. Con respecto a la significancia de las variables explicativas es alta, alrededor de 99.99% excepto en las innovaciones de los aportes hídricos que solo fue significativa en alta carga, en el resto de horas del día la significancia fue muy baja. Estos valores aplican para los tres mercados analizados. (ver anexo 3 y 4)

Evaluación del modelo con la serie histórica.

Se valora la adecuación del modelo para estimación, para ello se realiza las predicciones de los valores ya conocidos de la serie (histórica) para ver las diferencias con los valores reales de la misma, es decir se trata de predecir lo conocido con la ecuación definida como predictora de la prima de riesgos forward. En anexo 3 se presentan los gráficos de la estimación para la hora 4, 13, 15 y 21 de los tres mercados. En los resultados se observa que el sesgo se concentra en un entre un 50% y 70% en la covarianza, el resto lo absorbe la media y la varianza. Lo que se puede interpretar como un modelo aproximado y apropiado para la estimación de la varianza condicional de la prima de riesgos forward.

VI. CONCLUSIONES

En Colombia un factor de riesgo relevante es los cambios regulatorio dado que la CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas, emite más de 100 resoluciones por año, por medio de las cuales regula diferentes aspectos del mercado entre ellos los mecanismos de formación de precios. En las series se detectaron cambios estructurales que obedecen a este efecto reflejando su impacto sobre los precios y por ende sobre las primas, Siendo conveniente establecer como periodo de análisis 2005-2008. Evidenciando adicionalmente que el MOR no generó un cambio estructural en el mercado. Es relevante para estudios posteriores tener en cuenta los cambios regulatorios asociados a la estructura o formación de precios, como la Resolución CREG 06 de 2009 que estableció una restricción en la información disponible en el mercado, particularmente la información de las ofertas de los generadores al mercado, y la Resolución CREG 051 de 2009 donde cambió el método de optimización para el cálculo del precio de bolsa al igual que es esquema de reporte de ofertas para los generadores térmicos.

Con respecto al comportamiento de la prima de riesgos forward entre t y $t+1$, en el mercado regulado se ha identificado que tiene un comportamiento en contango, con lo cual se establece

que los compradores pagan la prima con el fin de garantizar el suministro de la demanda que tiene cautiva y es pasiva en la determinación de precios. Con respecto al mercado no regulado y de intermediación tiene un comportamiento en normal backwardation, donde los vendedores sacrifican la prima con el fin de garantizar la fidelidad de los clientes, particularmente clasificados en comercio e industriales altamente consumidores de energía.

Cada país tiene características de consumo y tipo de generación particulares que establecen condiciones con las cuales las primas consideran aspectos diferentes, específicamente, en Europa y Estados Unidos el mayor consumo es industrial, en Colombia el mayor consumo es residencial, por lo tanto las curvas de carga son totalmente diferentes, mientras en Estados Unidos en contrato de pico cubre 16 horas del día, el pico en carga en Colombia solo abarca 3 horas. Con respecto a los precios se evidencia, en los estudios empíricos revisados, que en PJM los precios de forward tienden a ser inferiores al precio de bolsa, sin embargo, varía significativamente a lo largo del día, las primas forward son mucho más altas durante las primeras horas de mañana y final de la tarde, en el caso de Norpool las primas son positivas en el invierno y nulas en el verano. En el caso español las primas de riesgos forward son significativamente positivas. Los tres mercados colombiano al igual que los demás mercados en el mundo, en el periodo de análisis, se detecta que durante el día las primas varían significativamente más o menos entre -0.20% y 0.25% en los tres mercados, siendo en promedio del día, negativa para el mercado regulado y positivas para los mercados no regulado y de intermediación, adicionalmente, se encuentra en estos mercados referenciados que los modelos de estimación tienen un comportamiento en la varianza Garch(1,1), pues en Colombia el mercado no regulado es similar a los mercados internacionales, porque la carga de los industriales corresponde a dos turnos de trabajo es decir 16 horas constantes de consumo de electricidad, que se asemeja al contrato de carga pico de PJM y Nord Pool, adicionalmente el modelo de estimación para este mercado lo evidencia, Garch(1,1), igualmente es el mercado de intermediación, también se comportan en promedio en Normal Backwardation. Situación muy diferente sucede con el mercado regulado, que corresponde a consumo residencial, el comportamiento estimado en promedio día es en contango y la varianza se traduce con un Garch (2,1). Para los interesados en análisis comparativos de mercado, es atractivo el análisis del comportamiento de las primas para un mercado de consumo residencial, en varios países con estructuras de Bolsas o mercados en competencia.

De acuerdo con el modelo planteado para Colombia en cada segmento, es posible usar como regresoras de la prima de riesgo forward la varianza condicional del precio de bolsa, las innovaciones en los aportes hídricos esta variable pueden ser más significativa en periodos de sequía, efecto que no se presentó en el periodo analizado y la capacidad en exceso la cual determina el balance entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, mantenimientos en el parque generador, un cambio negativo o positivo de la demanda o la entrada de nuevas plantas de generación. Un factor a tener en cuenta que se dijo permanentemente es la presencia de los cambios regulatorios asociados a aspectos de mercado, no físicos, en el caso colombiano los precios de bolsa y los precios de los contratos bilaterales se evidenció el efecto

directo de los anuncios y/o cambios regulatorio Para estudios futuros sería retador evaluar el impacto de los anuncios y establecimiento de nuevas normas o cambios en el mercado de energía en variables como los precios, la oferta, la disponibilidad entre otras.

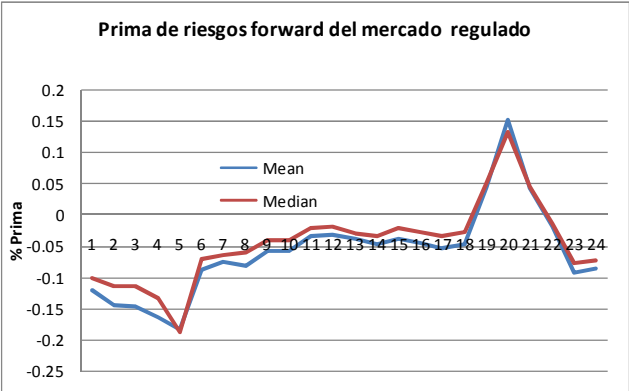
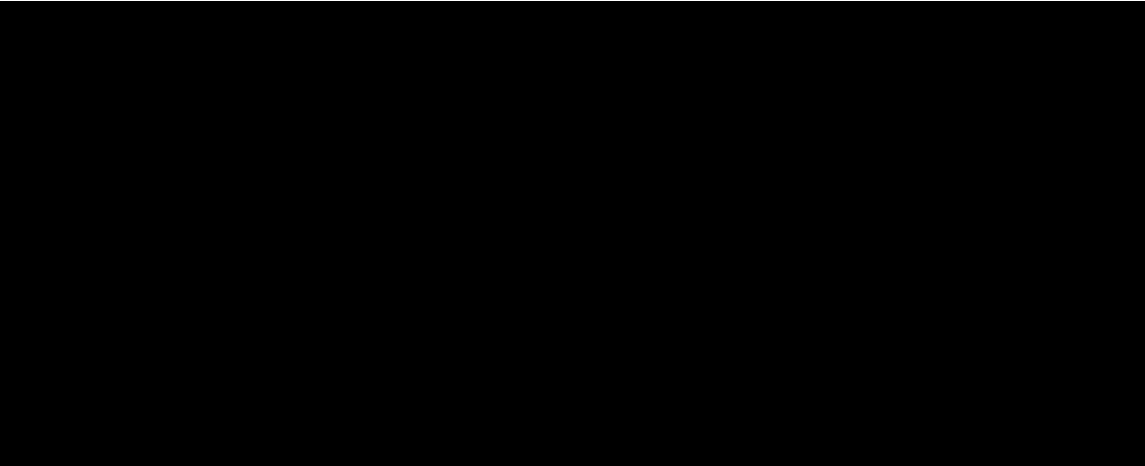
La conclusión más importante de este análisis, está relacionado con el agente tomador de riesgo (ver tabla 6), que en Colombia es el comercializador y específicamente en el mercado regulado y no regulado, dado que en el primer mercado la demanda regulada es pasiva, es tomadora de precios en las negociaciones de largo plazo, el comercializador que representa esta demanda, traslada la prima a pagar a sus usuarios para garantizar su estado de resultados (PyG), situación que no pasa en los otros dos mercados, es importante para estudios posteriores evaluar la eficiencia de este mercado y la características del mismo para determinar por qué el comercializador está dispuesto a pagar la prima de riesgos forward y el generador tiene una mejor posición al recibir esta prima.

VII. Referencias bibliográficas

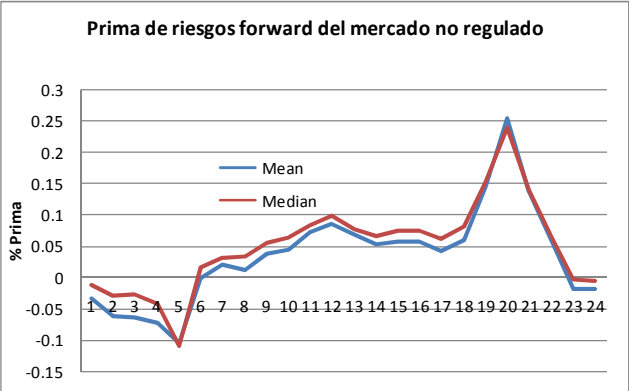
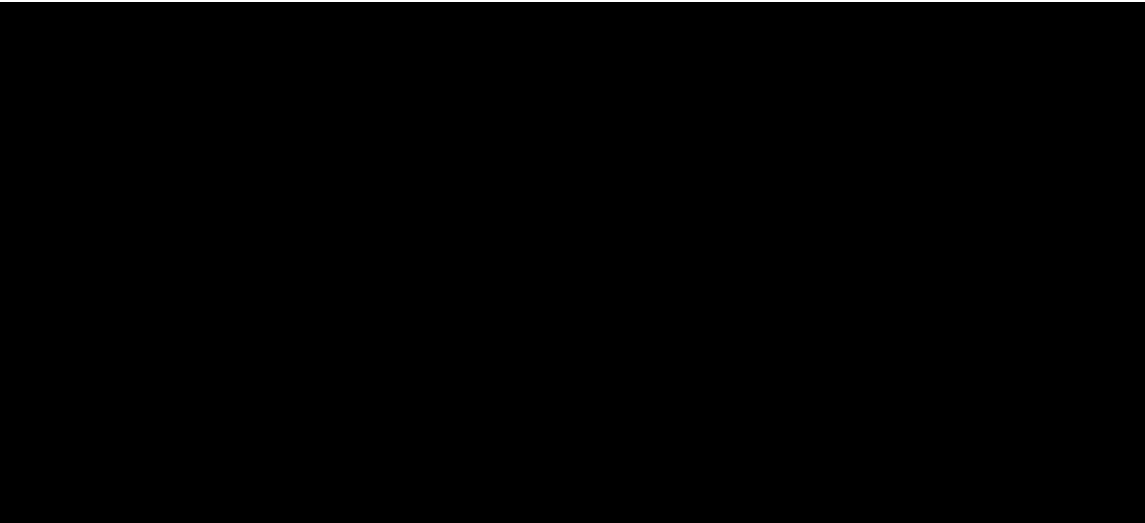
- [1] Geman, H. and O. Vasicek (2001) "Forwards and Futures on Non Storable Commodities", RISK, August
- [2] Green R, Bushnell J, and Knittel C; ENGLAND AND WALES - A COMPETITIVE ELECTRICITY MARKET?; PWP-060; University of California Energy Institute; Berkeley, California; September 1998.
- [3] Borenstein S, Bushnell J; ELECTRICITY RESTRUCTURING: DEREGULATION OR REREGULATION?; PWP-074; University of California Energy Institute; Berkeley, California; February 2000.
- [4] Almonacid Juan Jorge y García Lozada Nelson, *Derecho de la competencia*, Editorial Legis, Bogotá, 1998.
- [5] Fama, E, and French K, (1987) "Commodity Future Price: Some Evidence on forecast power, premiums, and the theory of storage", The Journal of Business, vol 60, No. 1 pp 55-73.
- [6] Bessembinder, H., and Lemmon, M., (2002) "Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets", Journal of Finance 57 pp 1347-1382.
- [7] Geman, H. and A. Roncoroni (2002) "A Class of Marked Point Processes for Modelling Electricity Prices", ESSEC Working Paper
- [8] N. Audet, P. Heiskanen, J. Keppo, I. Vehviläinen (2004). Modeling electricity forward curve dynamics in the Nordic market. In: Modelling Prices in Competitive Electricity Markets, ed.: D. W. Bunn, Wiley, 251-265.
- [9] John Hull -2002-, Introducción a los mercados de futuros y opciones versión en español.
- [10] Routledge B, Seppi D, and Spatt C, (2001), "The "Spark Spread" An equilibrium Model of Cross-Commodity Price Relationships in Electricity", <http://Sulawesi.gsia.cmu.edu> . Carnegie Mellon University.
- [11] Longstaff F and Ashley Wang, (2002), "Electricity forward prices: A High-Frequency Empirical Analysis", http://repositories.cblib.org/anderson/fin/10_02., University of California, Los Angeles.
- [12] Pantoja J (2008) Modeling Forward Risk Premium for Electric Power Markets Evidence: Wholesale Power Market in Colombia. 8 Conferencia internacional de Finanzas, Cartagena de Indias.
- [13] Lucia J, Torró H, (2008), "Short-term electricity future price: Evidence on the time-varying risk premium", Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas S.A.
- [14] Furio D, and Meneu V, (2008), "Expectations and forward risk premium in the Spanish Power Market.
- Diko P, Lawford S and Limpens V, (2006) "Risk Premium in Electricity Forward prices". The Berkeley electronic Press. Volumen 10, issue 3, article 7.
 - Karakatsani N, and Bunn D, (2005), "Diurnal Reversals of Electricity Forward Premium", London Business School
 - F. E. Benth, L. Ekeland, R. Hauge, B. F. Nielsen (2003). On arbitrage-free pricing of forward contracts in energy markets. Applied Mathematical Finance 10(4), 325-336 (2003).

- Villaplana P, (2003) "Pricing power derivatives: a two-factor jump-diffusion approach", Bussiness Economics Series 05.
- Ryan B, Scapens R y Theobald, Metodología de la Investigación en Finanzas y Contabilidad. (2002) Ediciones Deusto.
- Varian H, (1992) "Análisis microeconómico" Antoni Bosch editor.
- Gujarati N Damodar, (2007), "Econometría" cuarta edición, Mc Graw Hill editor.
- Pérez Cesar, (2006), "Econometría de las seres Temporales" Pearson Prentice Hall editor.

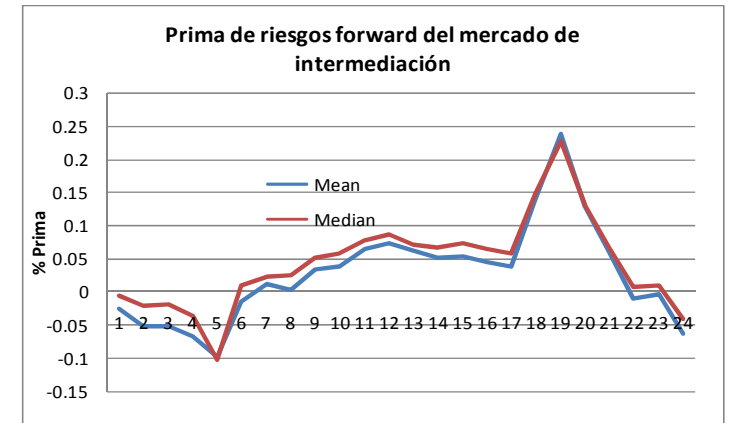
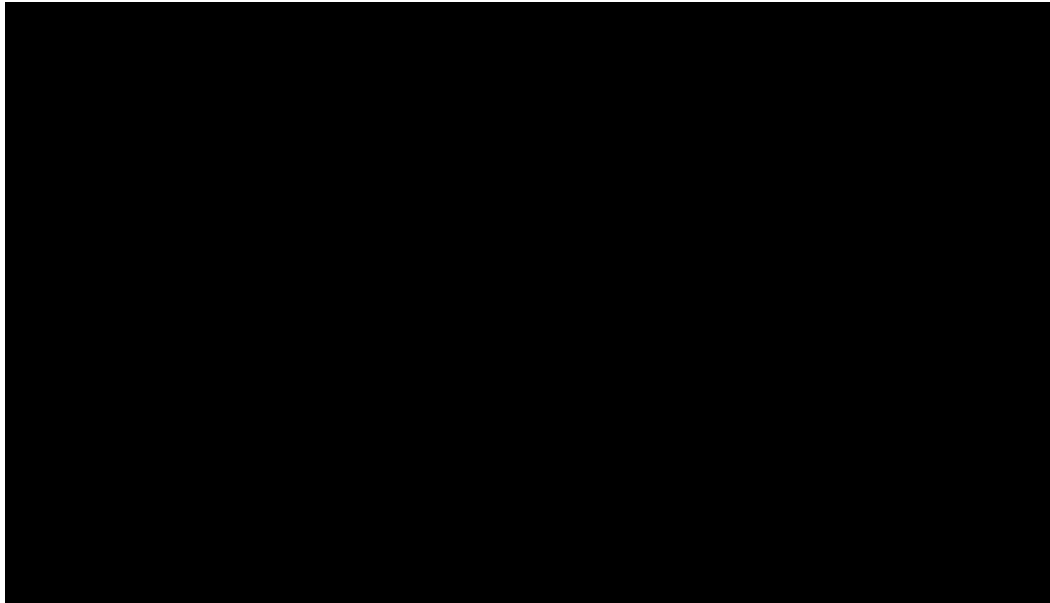
Anexo 1.
Prima Regulada



Prima No Regulada



Prima de Intermediación



Anexo 2. Test de Cambios estructural.

Test de Chow, La ecuación utilizada para esta prueba relaciona el modelo a nivel diario determinado para la media de las primas de cada mercado teniendo en cuenta factores estacionales como los días festivos y la estacionalidad verano e invierno que se presentan en Colombia, adicionalmente las variables explicativas exógena a las primas como el precio de bolsa, el embalse, los aportes hídricos y capacidad exceso del sistema. Con respecto a estas variables se tomó los valores de nivel capacidad en exceso y la volatilidad condicional del precio de bolsa, adicionalmente un ARMA(1,2) para la media. Basada en este modelo se evalúa la probabilidad de cambio estructural.

Dependent Variable: PRIMAREGULADA

Method: Least Squares

Date: 07/01/09 Time: 12:18

Sample (adjusted): 1/05/2000 12/30/2008

Included observations: 3283 after adjustments

Convergence achieved after 10 iterations

Backcast: 1/03/2000 1/04/2000

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.023987	0.039138	-0.612875	0.5400
FESTIVOS	-0.037487	0.003110	-12.05286	0.0000
VERANO	-0.006830	0.018579	-0.367602	0.7132
APGARCH01	-0.198070	0.331781	-0.596989	0.5506
RPBGARCH01	-1.085240	0.173266	-6.263421	0.0000
EXCESOCAPACIDAD	0.140276	0.016136	8.693325	0.0000
EMBALSE	-0.147444	0.161989	-0.910212	0.3628
AR(1)	0.977211	0.004311	226.6833	0.0000
MA(1)	-0.356471	0.018109	-19.68445	0.0000
MA(2)	-0.123308	0.017988	-6.854945	0.0000
R-squared	0.836547	Mean dependent var	-0.071966	
Adjusted R-squared	0.836098	S.D. dependent var	0.219117	
S.E. of regression	0.088709	Akaike info criterion	-2.003865	
Sum squared resid	25.75628	Schwarz criterion	-1.985296	
Log likelihood	3299.345	F-statistic	1861.236	
Durbin-Watson stat	1.994655	Prob(F-statistic)	0.000000	
Inverted AR Roots	.98			
Inverted MA Roots	.57	-.22		

El modelo presenta aceptable nivel de significatividad conjunta ($R^2=0.8365$) para tratarse de una primera estimación de una regresión en términos diarios. La constante no es estadísticamente significativa, variables definidas relevantes para el modelo como los aportes hídricos, embalse y la estacional de verano-invierno en la primera estimación no fueron estadísticamente significativas, por lo cual fue estimado el modelo sin ellas. El figura 2.1. de errores muestra un comportamiento desigual con presencia de zonas atípicas a corregir y errores mayores que indican una sobreestimación en la fase inicial y la final del ajuste (prácticamente en los dos siguientes periodos: 2000 – 2002 y 2007-2008).

Gráficamente se pueden apreciar tres periodos con comportamientos diferentes. Otra característica a evaluar es la volatilidad de la serie, con lo cual se encontrará que no es constante.

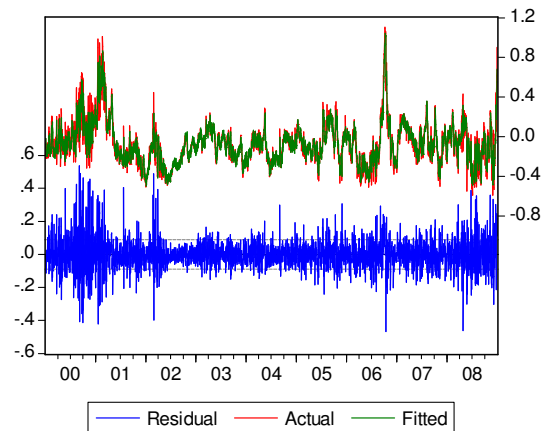
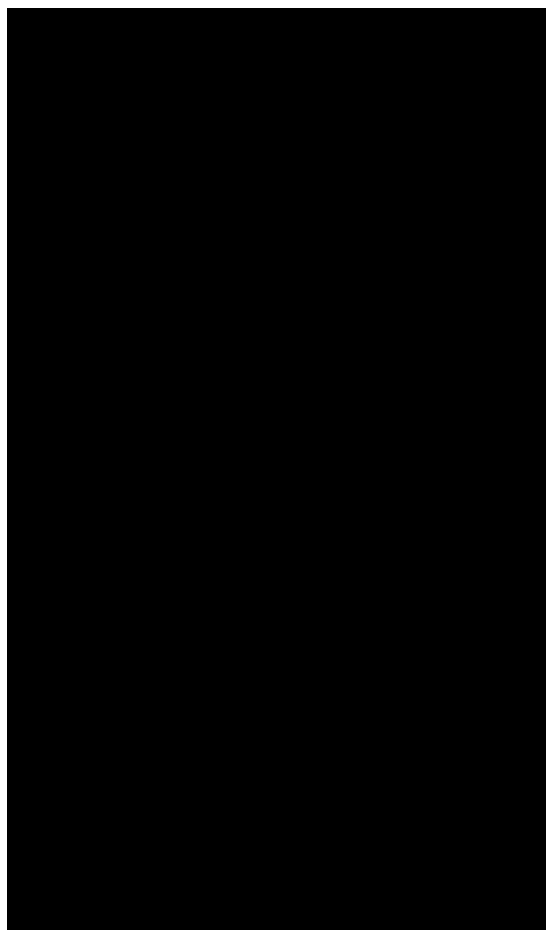
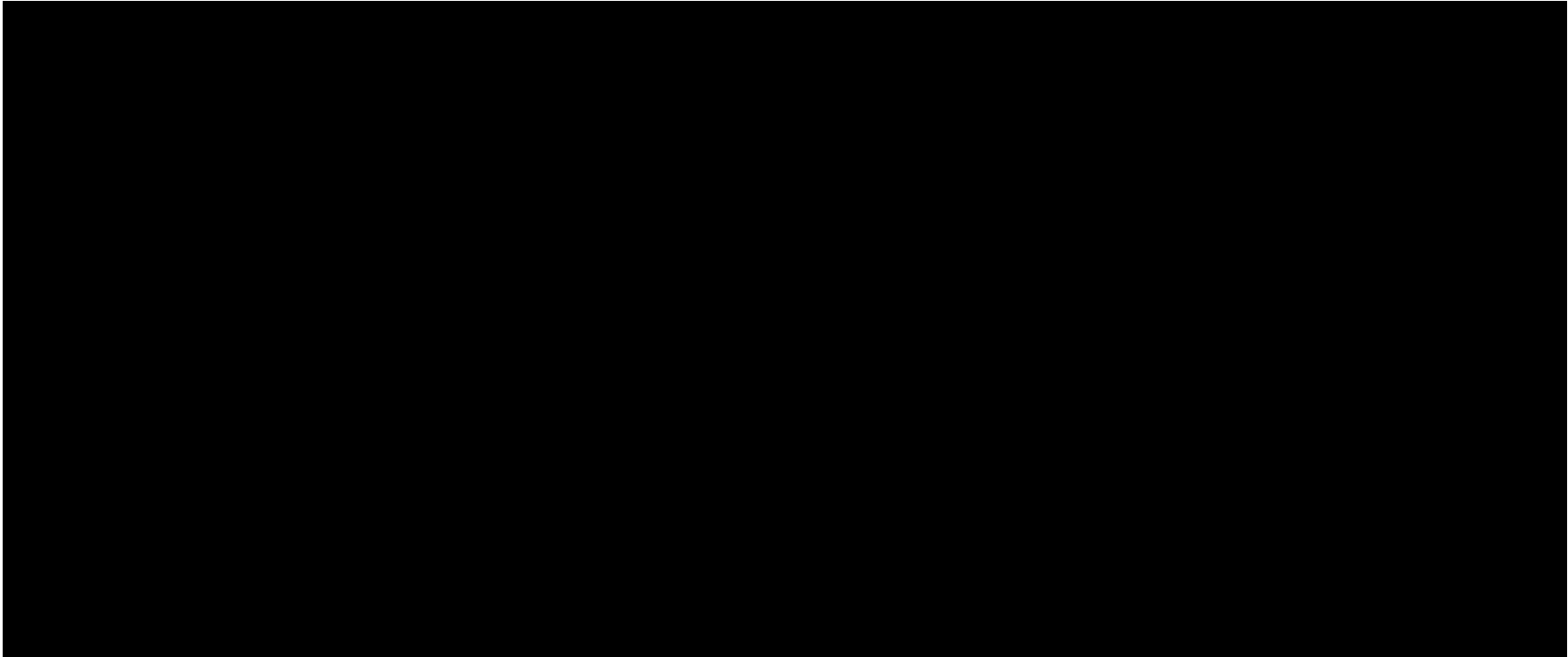


Figura 2.1.

Anexo 3. Tabla de los R^2 de los modelos de estimación.

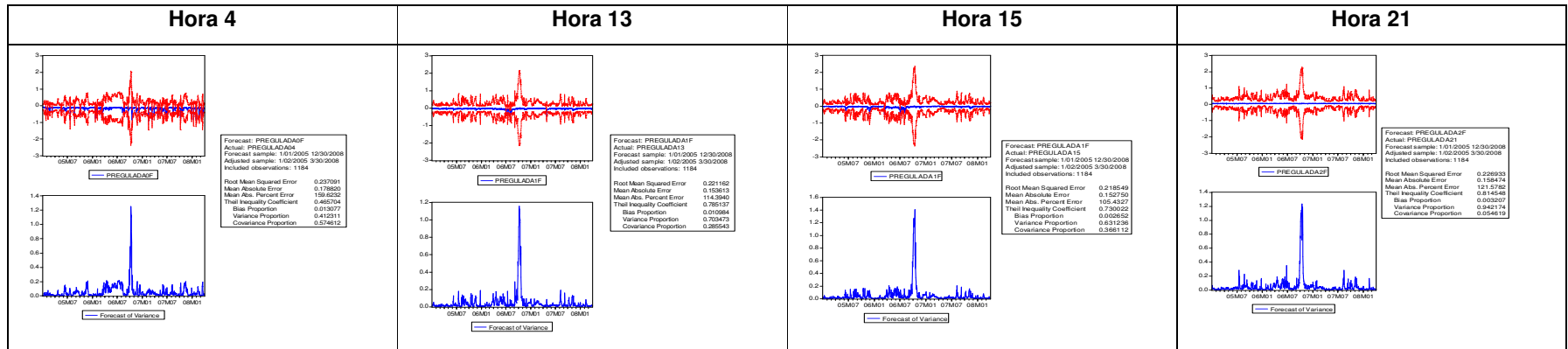


Anexo 4. Tabla de los coeficientes de los Modelos para cada Mercado.

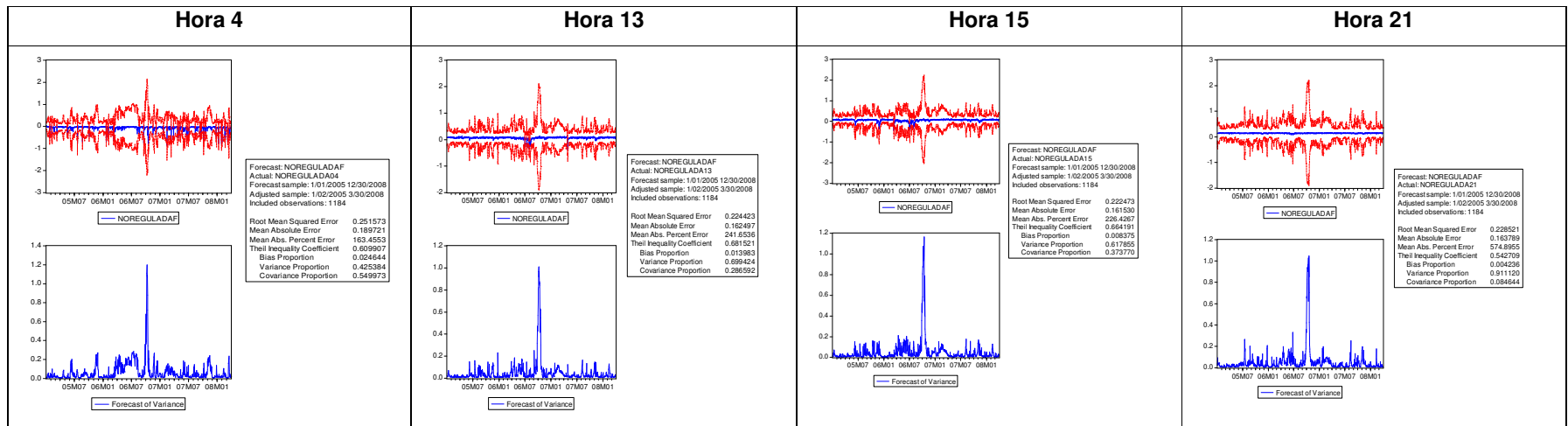


Anexo 5. Validación de pronóstico del modelo.

Evaluación del pronóstico en el Mercado Regulado.



Evaluación del pronóstico en el Mercado No Regulado.



Evaluación del pronóstico en el Mercado de intermediación.

